

EVALUASI RESERVOIR BATURAJA PADA LAPANGAN FALCON DENGAN MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR UNTUK MEMAKSIMALKAN PRODUKSI

Gerdha Agreska Lubis, Maman Djumantara

¹Universitas Trisakti, Jl. Kyai Tapa no 1 Grogol

ABSTRAK

Lapangan Falcon berawal dari ditemukannya sumur GG-1 yang dieksplorasi pada Agustus 1974. Program DST dilakukan pada salah satu zona di Lapangan Falcon pada Formasi Baturaja yang menghasilkan 429 BOPD dan 0.14 MMCFD. Kemudian pada tahun 1978 Lapangan Falcon dikembangkan dengan membangun 3 sumur pada platform GGA dan pada tahun 1988 dibuat 8 sumur lagi pada platform GGB. Puncak produksi Lapangan Falcon adalah pada tahun 1978 sebesar 5670 BOPD. Saat ini Lapangan Falcon masih berproduksi sebesar 1000 BOPD dan 451 MCFPD dari 4 sumur. Kumulatif produksi pada Januari 2014 sebesar 10.57 MMBO dan 9.08 MMCF, dan Recovery Factor saat ini sebesar 19.2 %. Berdasarkan kenampakan pada data peta struktur kedalaman (*depth structure map*) dan hasil korelasi well log, Formasi Baturaja pada Lapangan Falcon memiliki struktur berupa *anticline* / lipatan yang terpotong patahan berarah Utara-Selatan. Ketebalannya mencapai 1000 ft / 330 meter dan ketebalan kolom oil pada Formasi ini mencapai 100 ft. Untuk melakukan prediksi produksi lapangan di masa yang akan datang perlu dilakukan simulasi reservoir yang hasil pemodelannya diharapkan dapat mewakili model reservoir sebenarnya. *Grid* yang dibuat dalam model ini memiliki ukuran cell 50 m x 50 m dengan ketebalan 3 ft, 53 *layers*, dan total *active cell* sekitar 650000 cell. Pada tahap awal validasi model dilakukan inisialisasi model dengan menggunakan *Black Oil Simulator*. Inisialisasi ini dimaksudkan membangun kesetimbangan reservoir awal dari jumlah hidrokarbon dengan kontrol volume hidrokarbon dari perhitungan *statik model*. Tahap penyelarasan model atau *History Matching* dilakukan untuk melihat apakah model reservoir yang dibuat sudah mewakili kondisi reservoir yang sebenarnya. Pada simulasi reservoir harga OOIP adalah 55.07 MMSTB, sedangkan OOIP dengan menggunakan *static model* adalah 55.2 MMSTB yang memiliki perbedaan 0.2 %. Untuk pengembangan Lapangan Falcon Formasi Baturaja, maka studi yang dilakukan adalah dengan merencanakan tiga skenario utama dan pengaplikasian dua modeling, yaitu skenario pertama (*Base Case*), skenario kedua (*Base Case* dengan penambahan Kerja Ulang Pindah Lapangan), skenario ketiga (*Base case* dengan *wellwork* dan infill), skenario keempat (*Modeling Drawdown*), dan skenario kelima (*Modeling Downhole Water Sink*). Skenario produksi dimulai pada Januari 2014 hingga Januari 2037 selama 23 tahun dengan tujuan dapat memberikan pengurangan yang maksimal. Hasil peramalan produksi Lapangan Falcon untuk skenario pertama, skenario kedua, skenario ketiga, skenario keempat, dan skenario kelima secara berturut-turut sebesar 12.87 MMSTB, 14.66 MMSTB, 15.3 MMSTB, 14.01 MMSTB, 14.01 MMSTB dengan RF berturut-turut 23.37 %, 26.62 %, 27.78 %, 25.44 %, dan 25.44 %.

Kata kunci:

ABSTRACT

Falcon Field begins with the discovery of the GG-1 wells are explored in August 1974. The program DST performed on one zone at Falcon Field in the Baturaja Formation producing 429 BOPD and 0.14 MMCFD. Then in 1978, Falcon Field was developed by constructing three wells on the platform GGA and in 1988 made eight more wells on the platform GGB. Falcon Field is the peak production in 1978 amounted to 5670 BOPD. Currently Falcon Field still in production of 1000 BOPD and 451 MCFPD of four wells. Cumulative production in January 2014 at 10.57 and 9.08 MMCF MMBO, and Recovery Factor is currently at 19.2%. Based on the structure map and well log correlation, Baturaja in Falcon Fields has anticline structure with orientation North-South fault. The thickness of zone has 1000 ft (~300 m) with oil column around 100 ft. To conduct field production performance predictions in the future, needs to be done the reservoir simulation modeling where the results are expected to represent the true reservoir model. Grid made in this model has a cell size of 50 mx 50 m with a thickness of 3 ft, 53 layers, and a total of about 650000 cell active cell. In the early, the validation of model is carried out for the initialization by using the Black Oil Simulator model. Initialization is intended to build initial equilibrium of the total hydrocarbon reservoir with the volume control of hydrocarbon static model calculations. The alignment stages of model or History Matching is done to see if the reservoir model that has been created to represent the actual condition of the reservoir. From the simulation reservoir the number of OOIP is 55.07 MMSTB, while OOIP with the static model is 55.2 MMSTB with a difference of 0.2 %. For the development of the Falcon Fields in the Reservoir Baturaja, the study was

performed under planned five scenarios, namely the first scenario (base case), the second scenario (base case with the addition of rework moving field), the third scenario (Base case with wellwork and infill), the fourth scenario (Modeling Drawdown), and the fifth scenario (Modeling Downhole Water Sink). Scenario production started in January 2014 until January 2037 for 23 years with the aim to provide maximum drainage. Falcon Field production forecasting results for the first scenario, the second scenario, the third scenario, the fourth scenario, and scenarios fifth consecutive MMSTB of 12.87, 14.66 MMSTB, 15.3 MMSTB, MMSTB 14.01, 14.17 MMSTB with consecutive RF 23:37%, 26.62% , 27.78%, 25.44%, and 25.73%.

Kata kunci:

CATATAN KAKI :

PENDAHULUAN

Tujuan simulasi reservoir adalah memodelkan kondisi reservoir secara matematik dengan mengintegrasikan berbagai data yang ada (geologi, geofisika, petrofisik, dan reservoir) untuk memperoleh kinerja reservoir dengan teliti pada berbagai kondisi sumur dan skenario produksi sehingga akan diperoleh perkiraan yang baik terhadap rencana/tahapan pengembangan selanjutnya pada suatu lapangan. Unsur-unsur dalam melakukan simulasi reservoir meliputi mendefinisikan tujuan yang dicapai, mengumpulkan dan menganalisa serta mengolah data, membuat model geologi reservoir dan karakteristiknya, menyelaraskan volume hidrokarbon (*initialization*) dan menyelaraskan kinerja model reservoir dengan sejarah produksi (*History Matching*), serta melakukan peramalan produksi dengan berbagai produksi pengembangan.

PERMASALAHAN

Blok *Offshore North West Java* (ONWJ) merupakan blok yang sudah beroperasi sejak tahun 1967 (dahulu dioperasikan oleh ARCO Indonesia) . Blok ONWJ mulai memproduksi minyak mulai tahun 1971 kemudian pada tahun 1993 mulai memproduksi gas. Blok ini sekarang pengoperasiannya dipegang oleh Pertamina Hulu Energi (2009). Sebelumnya blok ini dioperasikan oleh British Petroleum (BP) dan Atlantic Richfield Indonesia Inc.(ARII). Blok ONWJ terletak di sepanjang utara Laut Jawa, memanjang dari wilayah Jawa Barat sampai Jawa Tengah. Lapangan Falcon merupakan area eksplorasi lepas pantai (*offshore*) yang terletak di bagian arah Barat Laut pulau Jawa, yaitu ± 100 km arah timur dari kepulauan seribu dan ± 150 km dari arah barat kota Cirebon. Lapangan Falcon berawal dari ditemukannya sumur GG-1 pada tahun 1974 lalu dikembangkan menjadi 2 platform, yaitu platform GGA dan GGB dengan total 18 sumur.

METODOLOGI

Langkah-langkah pekerjaan simulasi reservoir meliputi persiapan data, pembuatan *grid*, input data, validasi data (ekuilibrisasi data, inisialisasi data dan *history matching*), dan prediksi.

Persiapan Data

Persiapan data bertujuan untuk mendapatkan data yang valid dan sesuai kebutuhan didasarkan pada tujuan dan prioritas simulasi. Data yang diperlukan dalam simulasi berdasarkan jenis dapat dikelompokkan sebagai berikut :

5. Data Geologi (peta struktur, isoporositas, isopermeabilitas)
6. Data Fluida Reservoir ($B_o, B_g, B_w, \mu_o, \mu_g, \mu_w, R_s$)
7. Data Batuan Reservoir (k, ϕ, S_w , kedalaman)
8. Data Produksi (q_o, q_g, q_w, P_{res})
9. Data Penunjang (kedalaman perforasi)

Pembuatan Model Simulasi

Pemilihan model dilakukan secara sistematis yang disertai dengan analisa terhadap parameter-parameter terkait, sehingga didapatkan model yang optimum untuk mensimulasikan reservoir sesuai dengan tujuan dan prioritas simulasi. Pembuatan model meliputi pembuatan *grid* dan dimensi dari model.

Pemilihan Model

Parameter-parameter yang berpengaruh dalam pemilihan model adalah sebagai berikut :

8. Jenis reservoir.
9. Geometri dan dimensi reservoir.
10. Data yang tersedia.
11. Jenis proses *secondary* atau *tertiary recovery* yang akan dimodelkan.

Pemilihan model selain keempat parameter diatas, juga mempertimbangkan sumber daya manusia, kemampuan teknologi (komputer) serta pertimbangan besarnya investasi biaya yang digunakan.

Input Data

Pemasukan data ke simulator dilakukan dengan tiga cara:

3. *Typing* yaitu dengan mengetikkan data yang ada ke kolom isian yang sudah tersedia.
4. *Digitizing* yaitu proses perekaman koordinat x dan y dari peta geologi yang sudah ada sebanyak mungkin dengan interval sekecil mungkin agar dapat membentuk garis batas peta yang baik.
5. *Importing* yaitu memasukkan data dalam bentuk file yang sudah diatur dari program lain, sehingga akan mempermudah dalam usaha memasukkan data. Pemasukan data yang sangat banyak dapat diolah dengan program lain sesuai dengan format

masuk data pada simulator, dan setelah selesai dapat diambil sekaligus tanpa mengisi satu persatu.

Inisialisasi Data

Inisialisasi data dilakukan untuk mendapatkan data yang sesuai. Secara garis besar proses inisialisasi data dapat membutuhkan data equilibrasi pada kesetimbangan dan kesesuaian model dengan *boundary conditions*, baik internal maupun eksternal. Pada proses ini diatur posisi WOC dan GOC, tekanan dan suhu serta pengaruhnya terhadap reservoir beserta isinya, dan bagaimana hubungannya dengan akuifernya. Inisialisasi merupakan pengkajian ulang data yang dimasukkan ke dalam simulator. Kekurangan data yang dimasukkan akan mengakibatkan proses inisialisasi tidak akan berjalan. Simulator akan menunjukkan data apa yang belum dimasukkan.

History Matching

History matching merupakan proses memodifikasi parameter yang digunakan dalam pembuatan model, agar tercipta keselarasan antara model dengan kondisi nyata, yang didasarkan pada data parameter terukur selama periode waktu tertentu. Tahap ini menentukan dalam melakukan simulasi reservoir. Proses ini dilakukan untuk membuat kinerja reservoir hasil simulasi menyerupai kondisi dan kinerja reservoir sesungguhnya.

HASIL DAN ANALISIS

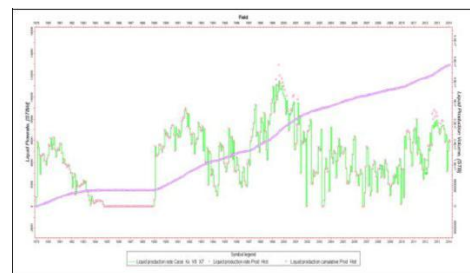
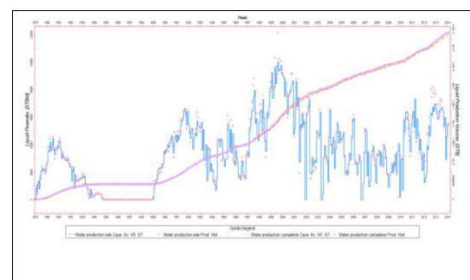
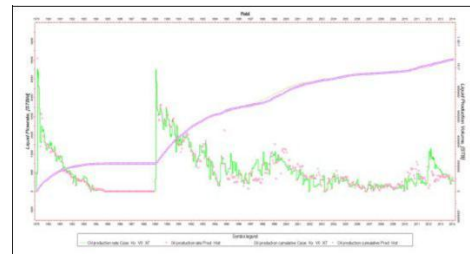
Grid yang dibuat dalam model ini memiliki ukuran cell 50 m x 50 m dengan ketebalan 3 ft, 53 layers, dan total active cell sekitar 650000 cell. pada proses inisialisasi didapat nilai OOIP pada statik model dan simulasi reservoir dapat dilihat pada tabel berikut.

OOIP (MMSTB)		SELISIH %
STATIC MODEL	SIMULASI RESERVOIR	
55.2	55.07	0.2

Kemudian dilakukan prediksi performance produksi berdasarkan skenario yang ditentukan. Skenario I (Base case) didapat nilai kumulatif produksi sebesar 12.87 MMBO, pada skenario II (Base case + wellwork) didapat nilai kumulatif produksi sebesar 14.66 MMBO, pada skenario III (Base case + wellwork + infill) didapat nilai kumulatif produksi sebesar 15.3, pada skenario IV (Modeling Drowdown) didapat nilai kumulatif produksi sebesar 14.01 MMBO, dan pada skenario v (Modeling Downhole Water Sink) didapat nilai kumulatif produksi sebesar 14.17 MMBO

PEMBAHASAN DAN DISKUSI

Hasil penyeselarasan yang dilakukan untuk mewakili kondisi reservoir yang sebenarnya, dalam prosesnya juga dipertimbangkan beberapa aspek lainnya seperti. Pada gambar berikut ini ditunjukkan hasil penyeselarasan oil rate, water rate, dan liquid rate.



Berdasarkan hasil simulasi, isi minyak awal di tempat (OOIP) sebesar 55.07 MMSTB. Tidak jauh berbeda dengan perhitungan awal isi minyak di tempat secara *Static Model* yaitu sebesar 55.2 MMSTB. Perbedaan OOIP hasil perhitungan simulasi dengan hasil perhitungan OOIP pada *Static Model* adalah sebesar 0.2 %. Dengan melihat persentase perbedaan yang kurang dari 10%, maka OOIP hasil *running* simulasi (model) dianggap sudah layak untuk dijalankan dalam proses penyeselarasan selanjutnya. Dari hasil *running* data pada simulasi, didapatkan bahwa sejarah produksi dengan perhitungan dari model tidak cocok/*match*, maka penyeselarasan sejarah produksi dilakukan dengan merubah SCAL (*Special Core Analysis*) untuk menyesuaikan laju alir produksi gas dan air yaitu dengan merubah harga parameter K_{ro} dan K_{rw} . Jika keselarasan antara data *output* dari simulasi dengan data sejarah produksi telah tercapai, maka model selanjutnya akan dianggap *valid* karena sudah cukup baik mempresentasikan profil/keadaan dari reservoir yang sebenarnya sehingga model tersebut nantinya dapat digunakan untuk memprediksikan kinerja reservoir untuk

masa yang akan datang. Pengembangan Lapangan Falcon dilakukan setelah model reservoir sudah selaras dengan kondisi sebenarnya. Adapun skenario-skenario disusun dengan merencanakan peramalan performa produksi selama 23 tahun ke depan sejak akhir data sejarah produksi. Penentuan lama waktu peramalan produksi selama 23 tahun ke depan tersebut dilakukan dengan berdasarkan ketentuan kontrak perusahaan yaitu hingga tahun 2037. Adapun skenario-skenario yang akan diprediksikan performa produksinya antara lain Skenario I (*Basecase*), Skenario II (*wellwork*), Skenario III (*Basecase+wellwork+infill*), dan membuat aplikasi *modeling Drawdown* dan *modeling Downhole Water Sink*.

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil pembahasan yang telah dipaparkan sebelumnya, maka didapat beberapa kesimpulan yaitu sebagai berikut :

1. Besar cadangan (OOIP) Lapangan Falcon secara *static model* adalah sebesar 55.2 MMSTB, dimana besar cadangan yang didapatkan melalui simulasi adalah sebesar 55.07 MMSTB, sehingga perbedaan / selisih di antara kedua perhitungan adalah sebesar 0.2%.
2. Penentuan Rock Type pada Lapangan Falcon dengan menggunakan Metode Amaeful.
3. Reservoir karbonat pada Lapangan Falcon memiliki *strong bottom aquifer* yang ditunjukkan dengan masih tingginya tekanan reservoir dan ukuran
4. *aquifer* dari model reservoir dan perhitungan *static model*.
5. Pengoptimasian pengembangan Lapangan Falcon yang dilakukan berdasarkan simulasi reservoir dilakukan dengan menganalisa tiga skenario utama dan pengaplikasian dua modeling , yaitu:
 - a. Base Case
 - b. Base Case + *Wellwork*
 - c. Base Case + *Wellwork* + Infill
 - d. *Modeling Drowdown*
 - e. *Modeling Downhole Water Sink*
6. Skenario yang optimum adalah skenario 3, dengan deskripsi Base Case + *Wellwork* + Infill, dengan RF sebesar 27.78% dimana nilai NP adalah 15.3 MMSTB.
7. Nilai permeabilitas vertikal yang tinggi (50% dari permeabilitas horizontal) menyebabkan kurang efektifnya usaha-usaha untuk mengurangi terproduksinya air diantara *choke management* dan *Downhole Water Sink*.
8. *Wellwork* dapat diaplikasikan untuk menaikkan produksi dengan menutup perforasi paling bawah agar dapat mengurangi terproduksinya air.
9. Rencana lokasi pemboran sumur GGB-10 dirubah ke lokasi yang memiliki distribusi Sw yang kecil.

REFERINSI / DAFTAR PUSTAKA

1. Amyx, J. W., Bass, D. M., and Whiting, R. L. "Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties", McGraw Hill Book Co., 1960.
2. Ahmad, Tarek, "Reservoir Engineering Handbook", Houston, Texas, 1946.
3. Aziz, Khalid, "Petroleum Reservoir Simulation", Alberta, Canada, 1979.
4. Craft, B. C., Hawkins, M. F. "Applied petroleum reservoir engineering", Louisiana State University, 1991
5. Crichlow, Henry B., "Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach", New Jersey. United States of America. 1977.
6. Dake, L. P., "Fundamental reservoir engineering", Netherlands, 1978.
7. Hijrah, Hayati Fitri, "Penentuan Performance Production Lapangan X Blok Y Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir", Universitas Trisakti, Jakarta 2010.
8. Mattax, Calvin, C. dan Robert L. Dalton. "Reservoir Simulation", SPE Monograph, Richardson, Texas. 1990.
9. Satyana, Awang Harun, "Petroleum Geology Of Indonesia-Java", HAGI. Jakarta. 2008.
10. Sumantri, R., "Teknik Reservoir I", Universitas Trisakti, Jakarta 1996